Office national de l'énergie

Motifs de décision

Shell Canada Limitée

GH-2-86

Novembre 1986

Demande concernant une licence d'exportation de gaz

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Shell Canada Limitée

Demande concernant une licence d'exportation de gaz

GH-2-86

Novembre 1986

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

No. du Cat. NE22-1/1986-13F
ISBN 0-662-94050-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:
Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Page

Exposé et comparutions ..... (ii)

1. Rétrospective 1

2. La demande 2

3. Motifs de décision 3
3.1 Questions étudiées par l'Office pour prendre sa décision 3
3.1.1 Approvisionnements 3
3.1.2 Excédents de gaz naturel et possibilités de livraison 4
3.1.3 Installations pipelinières 4
3.1.3.1 Besoins en installations additionnelles 5
3.1.3.2 Nécessité d'utiliser deux points d'exportation 5
3.1.4 Marchés 5
3.1.4.1 Marchés possibles 5
3.1.5 Contrats de vente et questions tarifaires 7
3.1.6 Ententes relatives au transport aux États-Unis 7
3.1.7 État des demandes d'approbation traitées par les organismes de réglementation aux États-Unis 8
3.1.8 Résumé de l'analyse coûts-avantages 8

4. Décision 9

Exposé et comparutions

RELATIVE À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande présentée par Shell Canada Limitée, conformément à l'article 82 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à l'article 4 du Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI), concernant une licence autorisant l'exportation de gaz naturel, déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence: 1537-S5-1.

ENTENDUE à Ottawa, en Ontario, le 7 octobre 1986.

DEVANT:

R. Priddle	Membre présidant
A.D. Hunt	Membre
R.B. Horner, c.r.	Membre

COMPARUTIONS:

L.E. Smith R. Riegert	Shell Canada Limitée
J.R. Smith, c.r.	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
B.L. Webb	Alberta Northeast Gas, Inc.
J.H. Farrell	The Consumers' Gas Company Ltd.
J. Lutes	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
R. Meunier	Gaz Métropolitain, inc.
T.F. Brosnan	Granite State Gas Transmission, Inc.
D.L. Bews	Mobil Oil Canada, Ltd.
C.K. LaPierre	Les Pipe-Lines Montréal Limitée
M.J. Veniot, c.r. J.D. French	Nova Scotia Resources Limited
G. Giesbrecht	Pan-Alberta Gas Ltd.
K.J. MacDonald	ProGas Limited
N.J. Schultz H. Soloway, c.r. E.B. Abbott	Tennessee Gas Pipeline Company, A Division de Tenneco Inc.

C.C. Black	TransCanada PipeLines Limited
J.T. Schoenmakers	Union Gas Limited
D.C. Edie	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
J.N. Pounder C. McCue	Ministre de l'Énergie de l'Ontario
J. Giroux	Procureur général du Québec
D. Tremblay	Office national de l'énergie

Chapitre 1
Rétrospective

Dans une demande présentée le 5 juin 1986, Shell Canada Limitée (Shell) a demandé à l'Office national de l'énergie (l'Office) d'approuver une licence d'exportation de gaz naturel. Shell a demandé à l'Office d'étudier sa demande le plus tôt possible, afin de lui permettre de construire les installations pipelinières en temps opportun et de satisfaire aux autres conditions prévues dans différentes ententes connexes qu'elle a déjà passées au sujet de la vente et du transport de gaz.

L'Office a jugé qu'il était raisonnable d'étudier le plus tôt possible la demande de Shell et a donc prévu, dans son ordonnance d'audience GH-2-86, un échéancier qui tenait compte de cette exigence. L'audience a eu lieu à Ottawa, le 7 octobre 1986.

Des interventions ont été déposées par vingt-sept parties, au nombre desquels 17 ont assisté à l'audience; cependant, aucune d'elles n'y a produit de preuve. Au cours de l'instance, six autres parties que l'Office ont fait un contre-interrogatoire et quatre autres parties que Shell ont présenté une plaidoirie finale. Aucune des parties susmentionnées ne s'est opposée à la demande de Shell.

Ce rapport constitue les motifs de la décision de l'Office. On y trouve au chapitre 2 une description de la demande, au chapitre 3, l'énoncé des motifs de l'Office et au chapitre 4, la décision.

Chapitre 2
La demande

Dans une demande datée du 5 juin 1986, Shell a demandé à l'Office d'approuver une licence autorisant l'exportation de gaz à Highwater, au Québec et à Niagara Falls, en Ontario. L'acheteur américain, Granite State Gas Transmission Inc. (Granite State) qui exploite un réseau pipelinier dans différents États a l'intention de revendre le gaz à deux sociétés de distribution locales, soit Bay State Gas Company (Bay State) et Northern Utilities Inc. (Northern). Le gaz serait consommé dans les États du Massachusetts, du Maine et du New Hampshire.

Le gaz dont l'exportation est proposée à Highwater, au Québec, serait transporté jusqu'à la frontière internationale par un tronçon adapté de l'oléoduc reliant Portland à Montréal. L'Office étudie actuellement une autre demande distincte présentée le 9 juillet 1986 par Shell et concernant l'autorisation d'adapter et de louer cette partie de l'oléoduc.

Shell a demandé une licence qui comprendrait les modalités suivantes:

Période d'application	-	du 1er novembre 1987 au 31 mars 1999 (11 ans et 5 mois)
Maximum du volume journalier	-	À Highwater, au Québec: 1,11 millions de mètres cubes
	-	À Niagara Falls, en Ontario: 1,39 millions de mètres cubes
Maximum du volume annuel	-	À Highwater, au Québec: 300 millions de mètres cubes
	-	À Niagara Falls, en Ontario: 400 millions de mètres cubes
Maximum des volumes exportés pendant la période d'application de la licence	-	7,1 milliards de mètres cubes

Chapitre 3
Motifs de décision

3.1 Questions étudiées par l'Office pour prendre sa décision

Dans son examen de la demande présentée par Shell, l'Office a dû étudier la question de savoir si les excédents et les possibilités de livraison prévus pour les prochaines années seraient touchés par sa décision; si la région de marché qui serait desservie offre des possibilités d'expansion satisfaisantes, en ce qui concerne les ventes prévues à l'exportation; de l'incidence, le cas échéant, que la décision de l'Office pourrait avoir sur les besoins en installations pipelinières; et des avantages économiques que le Canada pourrait tirer du fait que l'Office délivre la licence demandée et que les exportations proposées se fassent.

3.1.1 Approvisionnements

Shell a fourni des estimations des réserves relatives aux gisements d'où elle entend tirer le gaz naturel qu'elle se propose d'exporter. Pour comparaison, l'Office a préparé ses propres estimations des réserves en question. Le tableau n° 1 montre que les estimations de l'Office sont inférieures à celles de Shell, et l'Office note que cette différence est attribuable à l'utilisation d'aires de réservoirs différentes pour le calcul des réserves de chaque gisement. Ceci dit, étant donné que Shell a indiqué qu'elle exécute actuellement, dans l'Ouest canadien, des projets d'explorationet de mise en valeur de nouvelles réserves qu'elle pourrait utiliser pour compléter les réserves qu'elle destine à la vente à l'étranger, l'Office est convaincu que la société dispose ou disposera des approvisionnements nécessaires à la réalisation de son projet.

Tableau 1

Comparaison sommaire des réserves calculées par Shell et par l'ONÉ

Gisement	Réserves établies restantes ($10^6 m^3$)	
	SHELL	**ONÉ**
Hamburg	3 730	1 599
Panther River	2 586	2 334
Régions de Progress/Pouce Coupe South/ Gordondale	2 695	1 848
Total	**9 011**	**5 781**

L'Office note que la requérante détient un permis d'acheminement de 7,42 milliards de mètres cubes de gaz délivré par l'Alberta, ce qui est suffisant pour lui assurer les approvisionnements nécessaires à son projet de vente à l'étranger.

3.1.2 Excédents de gaz naturel et possibilités de livraison

Comme il l'a indiqué dans sa lettre du 11 août 1986 jointe à l'ordonnance d'audience GH-2-86, l'Office ne considérait pas utile, à ce moment-là, d'effectuer une étude en profondeur de la question des excédents. Cependant, l'Office est convaincu que, pour les raisons fournies dans la lettre susmentionnée, les excédents sont suffisants pour satisfaire aux besoins du projet.

En ce qui concerne la question de la capacité de livraison, Shell a montré, dans sa preuve, que le gaz qu'elle se propose d'exporter proviendrait de gisements dans lesquels elle détient le contrôle des intérêts et que, au début de son projet, le gaz nécessaire lui serait fourni par Alberta and Southern Gas Co. Ltd. et par Pan-Alberta Gas Ltd. Sur ce point, l'Office est convaincu que Shell disposera d'une capacité de livraison suffisante pour satisfaire à ses besoins.

3.1.3 Installations pipelinières

Aux termes du projet d'exportation présenté par la requérante, le gaz serait transporté par le réseau de La Corporation Albertaine NOVA des gisements qu'exploite Shell, en Alberta, jusqu'aux points d'interconnexion avec celui de TransCanada Pipelines Limited (TransCanada) à la limite entre l'Alberta et la Saskatchewan. De là, il serait acheminé par TransCanada à Gaz Métropolitain, inc. (GMi), à Sabrevois, au Québec, pour être ensuite livré à Produits Shell Canada Limitée (Produits Shell) à Brigham, au Québec.

Pour transporter le gaz de Brigham jusqu'à la frontière internationale, près de Highwater, au Québec, Produits Shell utiliserait le tronçon de l'oléoduc loué à Les Pipe-Lines Montréal Limitée (LPML). Les installations pipelinières de LPML, actuellement inutilisées, seraient adaptées au transport du gaz naturel.

Dans le cadre du projet présenté par Shell, il faudrait adapter au transport du gaz l'oléoduc de 457 mm de diamètre de LPML, de sorte que cette société ne disposerait plus que d'une canalisation de 610 mm pour transporter un maximum de 58 800 mètres cubes de pétrole brut par jour jusqu'à ses deux raffineries de Montréal. La capacité de traitement combinée de ces deux raffineries qui reçoivent également du pétrole brut canadien de Pipeline Interprovincial Limitée est d'environ 33 400 mètres cubes par jour. Par conséquent, la capacité de transport de l'oléoduc demeurerait suffisante pour satisfaire aux besoins des raffineries de Montréal même si les charges d'alimentation de celles-ci devront, le cas échéant, être livrées uniquement par l'oléoduc de 610 mm de diamètre de LPML.

Par ailleurs, il ne serait pas nécessaire de prolonger le réseau pipelinier de GMi entre Sabrevois et Brigham, au Québec. Cependant, il faudrait construire une installation de réduction de la pression et de chauffage de la canalisation, à Brigham ainsi qu'une station de comptage du gaz transféré au réseau du transporteur, à la frontière internationale.

3.1.3.1 Besoins en installations additionnelles

Des installations devront être ajoutées au réseau de TransCanada et à celui de Union Gas Limited (Union Gas). En effet, un compresseur additionnel de 1 MW, évalué à 3 millions de dollars devrait être installé au poste de compression 802 du réseau de TransCanada. Les coûts du prolongement nécessaire du réseau de Union Gas en vue d'accommoder ces ventes à l'exportation sont évalués à 12 millions de dollars.

Dans le cas où certains des clients canadiens actuels de TransCanada devraient modifier leur contrat d'achat à court terme pour les remplacer pour des contrats à long terme, il faudrait alors, en plus des installations additionnelles susmentionnées, que TransCanada double sur quelques kilomètres sa canalisation Vermont.

L'Office est d'avis que la capacité actuelle des installations, sans compter celle du projet d'expansion, serait suffisante pour assurer le transport des volumes de gaz que Shell propose d'exporter par Highwater, au Québec. Par ailleurs, l'Office juge raisonnables les estimations des coûts présentées par la requérante relativement aux additions nécessaires à ses installations.

3.1.3.2 Nécessité d'utiliser deux points d'exportation

Shell a demandé que sa licence d'exportation l'autorise à exporter à Granite State du gaz qui passerait par Highwater, au Québec, et Niagara Falls, en Ontario, parce qu'il y a engorgement du transport par le réseau de Granite State aux États-Unis. Cet engorgement est provoqué par le tronçon d'une canalisation de 8 pouces de diamètre qui, partant de Portland, dans le Maine, achemine le gaz vers le sud. Même si les installations de Highwater, au Québec, peuvent assurer le transport de presque tout le volume de gaz visé par les contrats d'exportation, ces volumes ne pourraient être acheminés plus loin que dans la région commerciale de Portland, dans le Maine, étant donné la capacité restreinte de transport de la canalisation. Le point d'engorgement, divise effectivement le réseau de Granite State en deux embranchements distincts, d'où la nécessité d'utiliser deux points d'exportation différents.

3.1.4 Marchés

Un demandeur de licences d'exportation doit fournir la preuve que le marché qu'il se propose de desservir offre des possibilités raisonnables d'expansion tout en étant capable d'absorber le gaz proposé à l'exportation. Sur cette question, Shell a produit la preuve suivante:

3.1.4.1 Marchés possibles

Shell a indiqué dans sa demande que ses exportations à Granite State seraient utilisées pour revente à Bay State Gas Company (Bay State) et à Northern Utilities Inc. (Northern). Bay State dessert un grand nombre de collectivités du Massachusetts alors que Northern approvisionne les régions du Maine et du New Hampshire. Shell a indiqué que, selon ses prévisions, les besoins en gaz de Bay State et de Northern devraient passer de 48,5 milliards de pieds cubes au cours de l'année contractuelle de 1984-1985 à environ 71 milliards en 1987-1988. Les besoins en énergie garantie expliquent environ le quart de l'augmentation prévue de la demande de gaz, tandis que les besoins des installations de production d'électricité alimentées par deux sources d'énergie et les besoins industriels en énergie interruptible en justifient les trois quarts. Shell a indiqué que même si les besoins de Bay State et de Northern sont censés augmenter de presque 50 pour cent d'ici à 1987-1988, les approvisionnements que ces sociétés obtiendraient aux termes de leurs

contrats à long terme passés avec des fournisseurs américains demeureraient passablement constants aux environs de 46 milliards de pieds cubes par année ce qui fait que ces sociétés doivent trouver auprès d'autres fournisseurs environ 24 milliards de pieds cubes supplémentaires. Les exportations de Shell permettront donc aux deux sociétés de satisfaire à une grande partie de leurs besoins additionnels.

Shell a indiqué qu'au cours de l'année financière se terminant le 31 août 1986, elle s'est assurée 6 000 nouveaux clients dans le secteur résidentiel et que ses ventes ont augmenté d'environ 9 pour cent dans le secteur commercial. Plus important encore, Shell a souligné que les installations de production d'électricité alimentées par deux sources d'énergie, que Bay State et Northern espèrent compter parmi leurs clients, sont de celles qui affichent les plus hauts taux de rendement dans la région de la Nouvelle-Angleterre et, comme telles, ces installations de production seraient parmi les premières utilisées par les services publics d'électricité. Shell fait remarquer que sa licence d'exportation lui permettrait d'assurer à Bay State des approvisionnements en gaz suffisants pour rendre son réseau de distribution jusqu'aux principales installations de production actuelles de la société Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, qu'elle alimenterait alors. Shell a également indiqué que si les prix du gaz étaient fixés à un niveau concurrentiel, cette source d'énergie serait alors utilisée pour alimenter des installations de production d'électricité présentant des facteurs de demande de charge passablement élevés.

En ce qui concerne la question de la disponibilité du gaz vendu au comptant par les fournisseurs américains dans cette région commerciale, Shell a indiqué que les achats à court terme de gaz au comptant ont constitué presque 20 pour cent des approvisionnements annuels en gaz de Granite State en 1984-1985. Sur ce point, Shell a précisé que les marchés d'énergie interruptible que sont le secteur industriel et les installations de production d'électricité constituent les seules possibilités de vente pour le moment, mais que Bay State et Northern devraient fournir le gaz en tant que combustible de rechange au moindre coût pour s'assurer de ces marchés.

Sur ce point, Shell a fait remarquer que Granite State a négocié ses contrats, semblables à ses autres contrats à long terme, de façon à y incorporer les modalités du régime de fixation des prix axé sur le marché. De plus, la requérante a fait remarquer qu'en ce qui concerne les ventes sur les marchés du Massachusetts, du Maine et du New Hampshire, les services publics sont autorisés à répartir entre leurs acheteurs d'énergie garantie le coût complet des frais liés à la demande et associés à l'achat d'approvisionnements aux termes de contrats à long terme, et de répartir, entre les acheteurs d'énergie garantie et d'énergie interruptible, les coûts liés au produit de façon directement proportionnelle au volume réel acheminé sur ces marchés respectifs. Shell a indiqué qu'étant donné la structure tarifaire et le fait que le prix de ses exportations à Granite State serait tributaire des conditions des marchés, elle a suffisamment de raisons de croire que les exportations qu'elle propose pourraient se matérialiser et que celles-ci pourraient concurrencer les autres sources d'approvisionnement en énergie. Shell a également indiqué que le marché du gaz au comptant repose, aux États-Unis, sur une capacité de livraison des excédents qui pourrait probablement diminuer beaucoup d'ici à ce qu'elle commence ses exportations au cours de l'année contractuelle de 1987-1988.

L'Office conclut que les exportations proposées par Shell sont réalisables étant donné la nature de la méthode de fixation des prix liés à la demande et(ou) au produit que Granite State est autorisée utiliser relativement à ses clients américains et étant donné que le contrat d'exportation prévoit des prix tributaires des conditions du marché. L'Office note cependant que la plus grande partie des additions prévues sur

le marché par Bay State et Northern jusqu'en 1987-1988 vise le marché de l'énergie interruptible. Dans une certaine mesure, donc, les exportations de Shell se poursuivront tant et aussi longtemps que le gaz demeurera la source d'énergie de remplacement au moindre coût pour les clients industriels et les installations de production d'électricité alimentées par Bay State et Northern.

3.1.5 Contrats de vente et questions tarifaires

À l'appui de sa demande, Shell a déposé le contrat de vente de gaz passé, daté du 25 juin 1986, relativement aux ventes qui se feraient à Highwater, au Québec, et une entente d'achat de gaz créant un précédent, datée du 25 septembre 1986 relativement à des ventes à Niagara Falls, en Ontario. Ces deux contrats sont avec Granite State.

Dans le contrat concernant les ventes faites à Highwater, au Québec, la société utilise une méthode de conception des prix liés à la demande et aux produits, ce qui assure le recouvrement de tous les coûts fixes engagés au Canada ainsi que l'établissement de prix en fonction des conditions du marché. Le contrat prévoit également que le prix payé ne sera pas inférieur au prix de référence applicable que doivent payer les Canadiens dans les régions adjacentes aux points d'exportation. Shell a indiqué que le contrat concernant les ventes faites à Niagara Falls, en Ontario, comprendrait des conditions similaires.

En ce qui concerne l'établissement d'un prix tenant compte de l'évolution du marché, le contrat comprend une clause prévoyant l'indexation du prix en fonction des prix des autres formes d'énergie offertes dans la région de marchés.

L'Office est d'avis, comme il l'a déjà indiqué, que les ventes pourraient être maintenues à un niveau raisonnable étant donné que les contrats prévoient un régime d'établissement des prix axé sur le marché. De plus, l'Office n'ignore pas que les contrats stipulent que les critères actuels de tarification des exportations devront être respectés en ce qui concerne le recouvrement des coûts et le prix minimal. L'Office est satisfait de la forme et du contenu des contrats de vente à l'exportation.

3.1.6 Ententes relatives au transport aux États-Unis

Le gaz exporté par Highwater, au Québec, serait transporté aux États-Unis par le tronçon actuellement inutilisé de l'oléoduc de Portland, qui sera adapté au transport du gaz naturel. Ce pipeline sera interconnecté avec les installations de Granite State.

En ce qui concerne les exportations devant passer par Niagara Falls, en Ontario, Shell a indiqué que le gaz devrait être acheminé selon les modalités d'un service interruptible par les installations de Tennessee Gas Pipeline Company (Tennessee) jusqu'aux aires de stockage des États de Pennsylvanie et de New York, en-dehors des périodes de demande de pointe seulement.

Shell a indiqué qu'en ce qui concerne ses ventes devant passer par Niagara Falls, en Ontario, elle négocierait un contrat de transport selon les modalités d'un service garanti avec Tennessee ou avec toute autre société qui lui donnera l'assurance de construire les installations de transport nécessaires aux États-Unis.

3.1.7 État des demandes d'approbation traitées par les organismes de réglementation aux États-Unis

Shell a indiqué que le traitement de sa demande d'autorisation d'adapter l'oléoduc Portland au transport du gaz aux États-Unis est presque terminé. De plus, Granite State a déposé auprès de *l'Economic Regularoty Administration* une demande d'autorisation d'importer du gaz. Plusieurs permis secondaires devront être délivrés par les États du Maine, du Massachusetts et du New Hampshire, relativement à l'approbation des modes de financement, à la location d'installations et au transfert d'avoirs. Shell a indiqué que la *New England Public Utitities Commission* et le bureau du *Energy Secretary* du Massachusetts ont appuyé le projet d'exportation Shell/Granite State, au cours de l'audience de l'Office.

3.1.8 Résumé de l'analyse coûts-avantages

La requérante a présenté une analyse des coûts-avantages sociaux du projet de vente de gaz à l'exportation pour l'ensemble du Canada. Par conséquent, l'analyse présente une estimation des avantages nets du projet au niveau social plutôt que privé. L'approche utilisée dans l'analyse a consisté à prévoir les coûts et les revenus annuels et à effectuer un redressement lorsqu'un écart entre les coûts pouvait être découvert et quantifié sur les plans privé et social. Les redressements apportés avaient surtout pour but de tenir compte, aux niveaux privé et social, des différences entre les coûts d'option en matière de main-d'oeuvre et de change. De plus, des "coûts à l'utilisation" attribuables au projet ont été inclus dans l'analyse. Ces coûts s'expliquent par le fait que les nouvelles exportations de gaz nécessitent la mise en valeur de réserves de gaz d'exploitation plus coûteuse afin de satisfaire aux besoins intérieurs et à la demande du marché extérieur aux termes des licences actuelles plus tôt que cela n'aurait été le cas sans ces exportations additionnelles.

Selon l'analyse présentée par la requérante, le projet devrait rapporter au Canada des avantages nets évalués aux environs de 300 millions de dollars (dollars de 1986).

D'après la preuve présentée par la requérante et à la lumière des résultats de sa propre analyse, l'Office conclut que l'on peut prévoir avec beaucoup de certitude que le projet se traduira par des avantages économiques nets pour le Canada. Même si ces avantages, tels qu'estimés dans l'analyse, sont surévalués dans la mesure où des installations additionnelles peuvent être nécessaires pour assurer les livraisons selon le mode du service interruptible jusqu'à Niagara Falls, l'Office est d'avis que les avantages du projet surclasseront sensiblement ses coûts. Par conséquent, l'Office conclut que le projet procurera des avantages nets au Canada.

Chapitre 4
Décision

L'Office a décidé de délivrer à Shell une licence d'exportation de gaz qui comprendra les modalités demandées par la société en ce qui concerne le maximum des volumes journaliers et annuels autorisés, la période d'application et le total des volumes exportés au cours de cette période. Cependant, l'Office a décidé d'y ajouter une condition selon laquelle les ventes faites à l'étranger aux termes de la licence devront commencer avant le 1er novembre 1990. Si cette condition est satisfaite, la licence sera automatiquement prolongée jusqu'au 31 mars 1999, soit la date d'expiration demandée par Shell. Dans le cas contraire, la licence expirera le 31 octobre 1990. L'Office fait remarquer que la nouvelle licence doit être approuvée par le gouverneur en conseil avant que cette décision ne devienne exécutoire.

Dans sa décision, l'Office tient compte d'un certain nombre de questions. En effet, l'Office s'est penché, entre autres, sur la question des approvisionnements assujettis à des contrats et a cherché à déterminer si la capacité de livraison est suffisante pour accommoder la vente à l'exportation proposée. À cet égard, l'Office est convaincu que Shell dispose d'approvisionnements suffisants qui lui sont assurés par sa propre production et par des achats auprès d'autres sociétés. Par ailleurs, l'Office est d'avis que les exigences relatives à la capacité de livraison seront satisfaites au cours de la période d'application de la licence.

En ce qui concerne les installations pipelinières, l'Office a jugé que le mode de transport proposé, soit des installations existantes ou additionnelles, ne nuira pas à la capacité de Shell de vendre son gaz. En ce qui concerne les installations additionnelles, l'Office considère raisonnables les estimations des coûts en capital relatifs à ces installations et juge qu'ils ne diminuent en rien l'économique du projet.

L'Office a également étudié les possibilités de commercialisation des exportations proposées et est d'avis que le fait que les prix prévus par les contrats de vente sont établis selon les conditions du marché et que la requérante peut satisfaire aux critères obligatoires relatifs aux prix, offre l'assurance raisonnable que le gaz visé par les contrats sera effectivement acheté. De plus, l'Office est convaincu que cette région commerciale offre des possibilités d'expansion des ventes d'énergie selon le mode du service garanti, dans les secteurs résidentiel et commercial, et celui du service interruptible auprès des installations de production d'électricité.

Enfin, l'Office est d'avis que, d'après l'analyse coûts-avantages réalisée par Shell et sa propre analyse, il y a de fortes probabilité que le projet présenté par Shell rapporte des avantages nets au Canada.

R. Priddle
Membre présidant

A.D. Hunt
Membre

R.B. Horner, Q.C.
Membre

Ottawa, Canada
Novembre 1986